

УДК 622.692.4.074.2

Анализ напряженно-деформированного состояния газопроводов подводных переходов при изменении начального положения трубы

И.Л. Сарычев^{1*}, А.С. Кузьбожев², И.Н. Бирилло², Ю.А. Маянц³, А.В. Елфимов³

¹ ООО «Газпром трансгаз Ухта», Российская Федерация, 169300, Республика Коми, г. Ухта, наб. Газовиков, д. 10/1

² Филиал ООО «Газпром ВНИИГАЗ» в г. Ухта, Российская Федерация, 169330, Республика Коми, г. Ухта, ул. Севастопольская, д. 1-а

³ ООО «Газпром ВНИИГАЗ», Российская Федерация, 142717, Московская обл., Ленинский р-н, пос. Развилка, Проектируемый пр-д № 5537, вл. 15, стр. 1

* E-mail: isarychev@sgp.gazprom.ru

Тезисы. Сохранность начального положения магистрального газопровода (МГ) на стадии его эксплуатации является одним из необходимых условий для обеспечения безопасной работы объекта. Опыт эксплуатации МГ показывает, что изменение начального положения газопровода достаточно часто фиксируется на подводных переходах (ПП) через разнообразные водные преграды (реки, ручьи, болота и т.п.), где труба подвержена постоянному воздействию выталкивающей архимедовой силы. Перемещение трубы вверх вызывает уменьшение величины ее заглупления и увеличение значений механических напряжений в сечениях газопровода. При этом по результатам периодически проводимых обследований ПП анализ опасности изменения напряженно-деформированного состояния газопровода ПП после перемещения трубы не проводится, так как это является достаточно непростой научно-инженерной задачей.

В статье представлены результаты анализа напряженно-деформированного состояния газопроводов ПП и возможности их дальнейшей безопасной эксплуатации после изменения газопроводом своего начального положения вследствие перемещения трубы вверх.

Проведенный анализ показал, что перемещения вверх (всплытия) участков газопроводов вызывают заметный рост величины изгибных напряжений в стенках труб и, как следствие этого, снижение проектного уровня эксплуатационной надежности объектов. Несмотря на рост изгибных напряжений, обусловленный перемещением (всплытием) трубы, общий уровень напряженного состояния газопроводов на ПП может оставаться в рамках нормативных требований. В таких случаях даже после изменения положения газопроводов может быть продолжена их безопасная эксплуатация. Наиболее опасным последствием перемещения (всплытия) газопроводов ПП, требующим проведения ремонтно-восстановительных работ, является уменьшение заглупления верха трубы и появление локальных участков, на которых не только не обеспечивается нормативное заглупление газопровода, но и возникает реальная опасность оголения трубы.

Сохранность начального положения магистрального газопровода (МГ) на стадии его эксплуатации является одним из необходимых условий для обеспечения безопасной работы объекта. Опыт эксплуатации МГ показывает, что вышеназванное условие выполняется не всегда [1]. Изменение начального положения газопровода достаточно часто фиксируется на подводных переходах (ПП) через разнообразные водные преграды (реки, ручьи, болота и т.д.), где труба подвержена постоянному воздействию выталкивающей архимедовой силы. Перемещение трубы вверх вызывает не только уменьшение величины ее заглупления, но и увеличение значений механических напряжений в сечениях газопровода. При этом по результатам периодически проводимых обследований ПП контролируется наличие и величина перемещений газопровода вверх, а также фактическое заглупление трубы, наличие оголений и провисов. Что же касается анализа опасности изменения напряженно-деформированного состояния (НДС) газопровода ПП после перемещения трубы, то он не проводится в связи с тем, что это является достаточно непростой научно-инженерной задачей, требующей для ее решения специфических знаний и специалистов.

Ключевые слова: газопровод, подводный переход, всплытие, заглупление, напряженно-деформированное состояние.

Основные расчетные положения

В соответствии с СТО Газпром 2-2.1-249-2008 [2] для обеспечения безопасной эксплуатации МГ с рабочим давлением 11,8 МПа должны выполняться следующие условия:

$$\sigma_{\text{кц}} \leq \min\{F_y \sigma_T; F_u \sigma_B\}; \quad (1)$$

$$\sigma_{\text{пр}} \leq 0,9\sigma_T, \text{ если } \sigma_{\text{пр}} \geq 0; \quad (2)$$

$$\sigma_{\text{экр}} \leq 0,9\sigma_T, \text{ если } \sigma_{\text{пр}} < 0, \quad (3)$$

где $\sigma_{\text{кц}}$, $\sigma_{\text{пр}}$, $\sigma_{\text{экр}}$ – значения кольцевых, продольных и эквивалентных напряжений в стенках труб соответственно, МПа; F_y , F_u – расчетные коэффициенты по пределу текучести и по пределу прочности соответственно; σ_T – нормативный предел текучести материала труб; σ_B – нормативный предел прочности (временное сопротивление) материала труб.

Если хотя бы одно из условий (1)–(3) не выполняется, то уровень эксплуатационной надежности участка газопровода ниже нормативного, если условия (1)–(3) выполняются, то отношение значений допускаемых и фактических напряжений определяет сверхнормативный запас прочности участков МГ по кольцевым, продольным и эквивалентным напряжениям. Следует отметить, что процесс всплытия участка МГ не влияет на значения кольцевых напряжений в стенках труб, а рост эквивалентных напряжений происходит только за счет увеличения продольных напряжений, т.е. в результате изменения продольных напряжений возможно нарушение условий (2) и (или) (3). Значения продольных напряжений $\sigma_{\text{пр}}$, входящих в условия (2) и (3), рассчитываются по формуле

$$\sigma_{\text{пр}} = \mu \sigma_{\text{кц}} - \alpha E \Delta t \pm \sigma_{\text{и}}, \quad (4)$$

где μ – коэффициент поперечной деформации материала труб; $\sigma_{\text{кц}}$ – значения кольцевых напряжений в стенках труб участка газопровода, МПа; α – коэффициент линейного расширения металла труб, град⁻¹; E – модуль деформации материала труб, МПа; Δt – расчетный температурный перепад, °С, определяемый как разница между максимальной температурой стенки трубы при эксплуатации газопровода и температурой наружного воздуха при окончательной сборке («захлесте») участка МГ; $\sigma_{\text{и}}$ – значения изгибных напряжений в сечении участка МГ, МПа.

Значения кольцевых напряжений $\sigma_{\text{кц}}$ в стенках труб участка МГ вычисляются по формуле

$$\sigma_{\text{кц}} = \frac{k_p p (D_{\text{н}} - 2\delta)}{2\delta}, \quad (5)$$

где k_p – коэффициент надежности по внутреннему давлению, принимаемый равным $k_p = 1,1$; p – внутреннее давление в газопроводе, МПа; $D_{\text{н}}$ – наружный диаметр газопровода, мм; δ – толщина стенки трубы, мм.

Значения изгибных напряжений $\sigma_{\text{и}}$ в сечении участка МГ определяются исходя из конфигурации оси газопровода по формуле

$$\sigma_{\text{и}} = \frac{E D_{\text{н}}}{2\rho}, \quad (6)$$

где ρ – радиус упругого изгиба оси участка МГ, м, определяемый по данным геодезического обследования положения трубы:

$$\rho = \frac{1}{y''(x)}, \quad (7)$$

где $y''(x)$ – вторая производная уравнения оси участка МГ.

Уравнение оси участков МГ в вертикальной и горизонтальной плоскостях представляется полиномом P_m m -ой степени, аппроксимируя координаты x и y (x и z), полученные геодезическим методом:

$$y = P_m(x) = a_0 + a_1 x + a_2 x^2 + \dots + a_m x^m. \quad (8)$$

Степень полинома определяется из минимума сумм квадратов разностей $S_m = \min\{S_1; S_2, \dots\}$ [3]:

$$S = \sum_{i=1}^n [P_m(x_i) - y_i]^2. \quad (9)$$

При этом участок газопровода следует разбивать на несколько характерных отрезков, имеющих конфигурацию оси, которая описывается полиномиальной зависимостью с высокой достоверностью (коэффициент достоверности не менее 0,97).

Значения эквивалентных напряжений $\sigma_{\text{экр}}$ рассчитываются по формуле

$$\sigma_{\text{экр}} = \sqrt{\sigma_{\text{кц}}^2 - \sigma_{\text{кц}} \sigma_{\text{пр}} + \sigma_{\text{пр}}^2}. \quad (10)$$

Анализ НДС подводных переходов

Для анализа последствий, вызываемых перемещением трубы вверх, были рассмотрены шесть

ПП головного участка МГ Бованенково – Ухта, на которых после двух лет эксплуатации труба изменила свое начальное положение, переместившись вверх от нескольких десятков сантиметров до нескольких метров (табл. 1). Изменение положения газопровода на одном из ПП приведен на рисунке (а). В результате перемещения трубы вверх произошло уменьшение проектного заглубления газопровода, однако только на двух переходах (через р. Морды-Яха), характеризующихся изменением начальных отметок более 3 м, появились участки, на которых перестало обеспечиваться нормативное заглубление газопровода и возникла реальная опасность оголения трубы. Протяженность таких участков на первой и второй нитках ПП составляет 112 и 31 м соответственно, при этом минимальное заглубление трубы на участках равно 0,11 и 0,70 м соответственно. На других ПП заглубление верха трубы даже после изменения начального положения газопровода существенно превышает (не менее чем в 1,7 раз) минимальное нормативное значение.

Влияние произошедших перемещений трубы на напряженное состояние газопроводов ПП было проанализировано по результатам расчета значений напряжений в сечениях газопровода при начальной и измененной конфигурации его оси. Расчет значений напряжений осуществлялся с использованием зависимостей (1)–(10). Характер изменения изгибных напряжений на ПП после изменения начального положения газопровода показан на рисунке (б). Обобщенные результаты расчета значений механических напряжений

в стенках труб МГ всех рассмотренных ПП сведены в табл. 2.

Результаты проведенных расчетов показывают следующее. Сверхнормативный запас кольцевых напряжений при проектном значении рабочего давления 11,8 МПа равен 4,1 % на ПП категории «С» и 4,7 % на ПП категории «В». При этом значения кольцевых напряжений составляют 57,6 % от нормативного значения предела текучести материала труб на участках ПП категории «С» и 47,4 % – на участках ПП категории «В». Следует отметить, что запас по кольцевым напряжениям не зависит от наличия и величины перемещений газопровода на ПП.

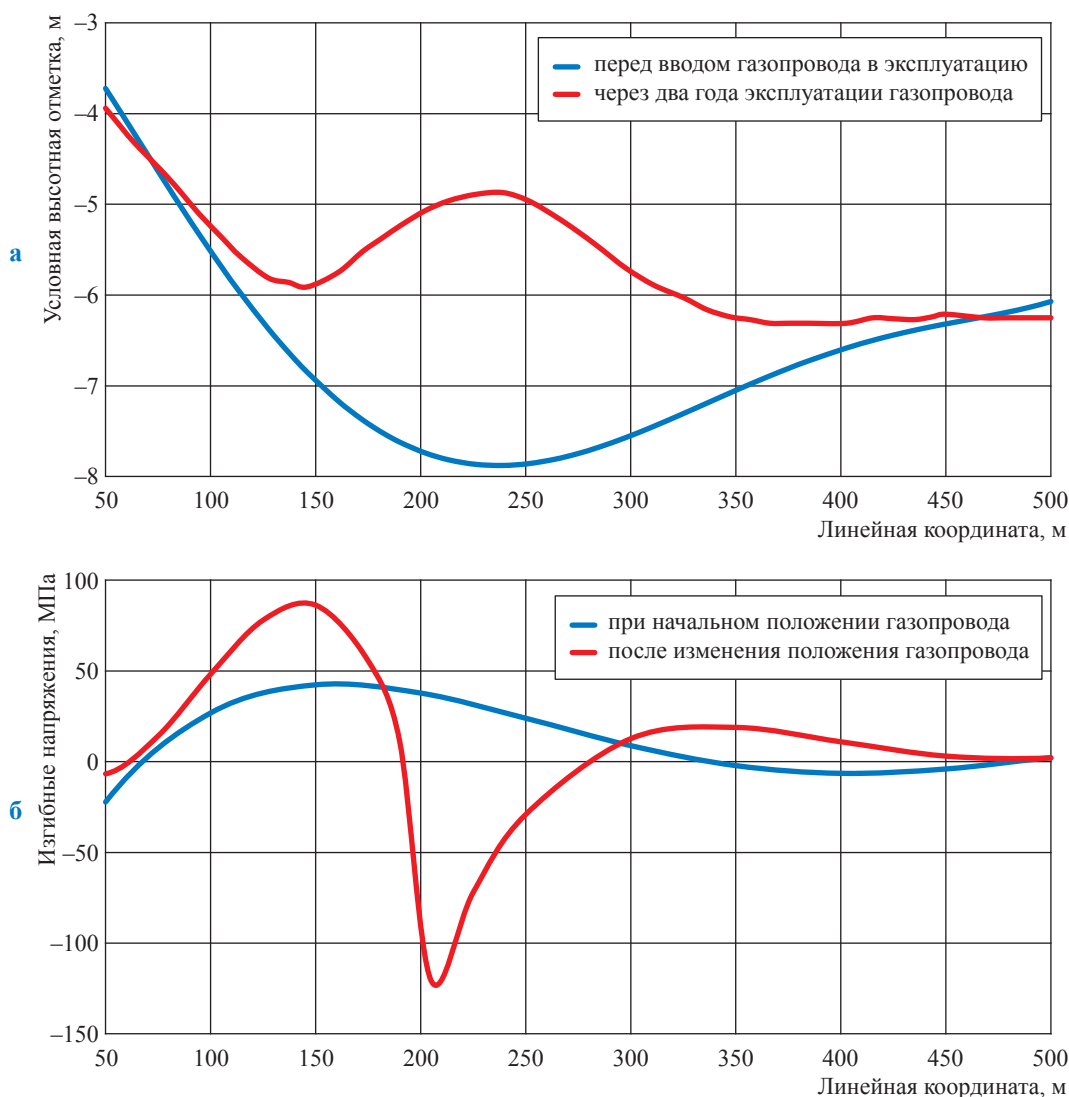
Вследствие изменения начального положения газопровода значения максимальных изгибных напряжений возросли в 1,05...3,55 раз. Наибольшее увеличение напряжений характерно для ПП через р. Морды-Яха, на которых произошло наиболее значительное изменение начального положения трубы. На других ПП с максимальным изменением начальных отметок до 1 м изгибные напряжения увеличились в 1,05...1,31 раз.

Основной вклад в напряженное состояние стенок труб МГ вносит внутреннее давление, именно поэтому произошедший многократный рост изгибных напряжений не вызвал такого же роста общего уровня НДС. Значения максимальных эквивалентных напряжений, характеризующих общий уровень напряженного состояния при наличии кольцевых и продольных напряжений, после деформирования газопроводов увеличились на 18,4...26,2 % на ПП через р. Морды-Яха и на 0,7...6,0 % на остальных ПП.

Таблица 1

Подводные переходы газопровода, изменившие начальное положение

Водная преграда	Ширина водной преграды, м	Протяженность обследованного участка, м	Протяженность участка, переместившегося вверх, м	Максимальное изменение начальной отметки, м	Минимальное заглубление до верха трубы, м
Ручей Большой Лядгей-Яха	35,7	478	67	0,25	1,93
Ручей Малый Лядгей-Яха	48,4	285	77 127	0,58 0,67	1,76
Река Воркута (основная нитка)	118,4	371	80 104	0,10 0,20	1,70
Река Морды-Яха (1-я нитка)	279,6	1120	305	3,17	0,11
Река Морды-Яха (2-я нитка)	271,1	1114	387	3,38	0,70
Река Сыр-Яга	76,0	363	120	0,40	1,93



Профиль газопровода подводного перехода (а) и распределение изгибных напряжений (б)

Значения эквивалентных напряжений после всплытия участков газопроводов не достигают нормативных допустимых значений, что должно гарантировать дальнейшую безопасную эксплуатацию МГ ПП. При этом значения эквивалентных напряжений составляют 61,7... 71,3 % от нормативного значения предела текучести материала труб на участках ПП категории «С» и 53,4...64,4 % – на участках ПП категории «В». Сверхнормативный запас эквивалентных напряжений составляет 1,40...1,69 на участках ПП категории «В» и 1,26...1,46 на участках ПП категории «С». Величина сверхнормативного запаса эквивалентных напряжений после деформирования газопроводов уменьшилась на 15,9...20,5 % на переходе через р. Морды-Яха и на 0,6...5,9 % на переходах через другие реки.

Перемещения вверх (всплытия) участков газопроводов вызывают заметный рост величины изгибных напряжений в стенках труб и, как следствие этого, снижение проектного уровня эксплуатационной надежности объектов. Определение значений изгибных напряжений в сечениях газопроводов ПП осуществляется на основе конфигурации их оси. Несмотря на рост изгибных напряжений, обусловленный перемещением (всплытием) трубы, общий уровень напряженного состояния газопроводов на ПП может оставаться в рамках нормативных требований. В таких случаях даже после изменения положения газопроводов может быть продолжена их безопасная эксплуатация. Наряду с этим перемещения (всплытия) участков газопроводов указывают

Таблица 2
Значения параметров, характеризующих НДС участков МГ Бованенково – Ухта на подводных переходах через реки

Водная преграда	Положение газопровода	$\sigma_{кр}$, МПа	$[\sigma_{кр}]/\sigma_{кр}^*$	σ_p , МПа	$\sigma_{пр} > 0$		$\sigma_{пр} < 0$	
					$\sigma_{пр}$, МПа	$[\sigma]/\sigma_{пр}^{**}$	$\sigma_{пр}$, МПа	$\sigma_{экр}$, МПа
Ручей Большой Лядей-Яха	Перед вводом в эксплуатацию	319,7	1,041	59,3	81,1	6,16	-37,6	340,1
	Через два года эксплуатации			63,4	85,2	5,86	-41,7	342,5
Ручей Малый Лядей-Яха	Перед вводом в эксплуатацию	319,7	1,041	125,4	147,2	3,39	-103,7	382,1
	Через два года эксплуатации			144,7	166,5	3,00	-123,0	395,8
Река Воркута (основная нитка)	Перед вводом в эксплуатацию	262,9	1,047	60,0	64,7	7,72	-55,3	294,5
	Через два года эксплуатации			63,1	67,8	7,37	-58,4	296,4
Река Морды-Яха (1-я нитка)	Перед вводом в эксплуатацию	262,9	1,047	42,0	46,7	10,7	-37,3	283,4
	Через два года эксплуатации			149,0	153,7	3,25	-144,3	357,6
Река Морды-Яха (2-я нитка)	Перед вводом в эксплуатацию	262,9	1,047	42,0	46,7	10,7	-37,3	283,4
	Через два года эксплуатации			121,0	125,7	3,97	-116,3	336,5
Река Сыр-Яга	Перед вводом в эксплуатацию	319,7	1,041	103,8	125,6	3,98	-82,1	367,7
	Через два года эксплуатации			136,1	157,9	3,16	-114,4	389,7

* $[\sigma_{кр}] = 275,2$ МПа для ПП через реки Морды-Яха и Воркута; $[\sigma_{кр}] = 332,8$ МПа для ПП через ручьи Большой Лядей-Яха и Малый Лядей-Яха и реку Сыр-Яга.

** $[\sigma] = 0,9\sigma_r = 0,9 \cdot 555 = 499,5$ МПа.

на недостаточную их пригрузку, а наиболее опасным последствием перемещения (всплытия) газопроводов ПП, требующим проведения ремонтно-восстановительных работ, является уменьшение заглубления верха трубы и появление локальных участков, на которых не только не обеспечивается нормативное заглубление газопровода, но и возникает реальная опасность оголения трубы.

Список литературы

1. Велиюлин И.И. Анализ процессов перемещения трубопроводов на участках подводных переходов магистральных газопроводов / И.И. Велиюлин, В.А. Поляков, Э.И. Велиюлин и др. // Газовая промышленность. – 2010. – № 4. – С. 70–72.
2. СТО Газпром 2-2.1-249-2008 Магистральные газопроводы. – М.: ИРЦ Газпром, 2008. – 150 с.
3. Кассандрова О.Н. Обработка результатов наблюдений / О.Н. Кассандрова, В.В. Лебедев. – М.: Наука, 1970. – 104 с.